

Lecciones Aprendidas



De los participantes de Natural Gas STAR

INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO CONTROLADOS EN LAS PLANTAS PROCESADORAS DE GAS Y EN LAS ESTACIONES DE REFUERZO (Directed Inspection and Maintenance at Gas Processing Plants and Booster Stations)

Resumen gerencial

Las plantas procesadoras de gas natural y sus estaciones de refuerzo de compresor emiten anualmente aproximadamente 36 mil millones de pies cúbicos (Bcf) de metano. Más de 24 Bcf de las pérdidas totales de metano de las plantas de gas son emisiones escondidas de los compresores con fugas y otros componentes de equipo como válvulas, conectores, sellos y líneas de extremo abierto. Una manera segura y comprobada de detectar, medir, dar prioridad y reparar las fugas del equipo para reducir las emisiones de metano es implementando un programa de inspección y mantenimiento controlados (DI&M, por sus siglas en inglés).

El programa DI&M comienza con una inspección básica para identificar y cuantificar las fugas. Las reparaciones se realizan solamente a los componentes con fugas que ofrecen alguna rentabilidad al repararse, de acuerdo con criterios como el costo de reparación, la duración de la reparación y el plazo de recuperación de la inversión. Las inspecciones subsiguientes se diseñan de acuerdo con los datos de las inspecciones anteriores, lo que permite al operador concentrarse en los componentes que tienen mayor probabilidad de tener fugas y que es más rentable reparar. Las inspecciones básicas de las instalaciones procesadoras de gas de los participantes de Natural Gas STAR descubrieron que la mayoría de las emisiones escondidas de metano son de un número relativamente pequeño de componentes con fugas. Las válvulas son la principal fuente (30 por ciento), siguiendo los conectores (24 por ciento) y los sellos de los compresores (23 por ciento). El 23 por ciento restante de las pérdidas de metano son principalmente de las líneas con extremos abiertos, las ventilas de la caja del cigüeñal, los dispositivos de alivio de presión y los sellos de las bombas.

Los participantes procesadores de Natural Gas STAR han obtenido ahorros y reducciones de metano importantes al implementar el programa de inspección y mantenimiento controlados (DI&M). Un estudio piloto en cuatro plantas que llevó a cabo EPA y el Gas Technology Institute (GTI) demostró que establecer un programa DI&M en las instalaciones procesadoras de gas podría reducir las emisiones de metano hasta en un 96 por ciento y ahorrar hasta \$164,000 por planta.

Fuente de fugas	Emisiones escondidas de metano	Método para reducir la pérdida de metano	Reducción potencial de emisiones	Costo típico de implementación	Ahorros típicos para el participante (a \$3/Mcf)
Emisiones escondidas de metano de plantas procesadoras de gas y estaciones de refuerzo	45,000 a 128,000 Mcf/año por planta de gas	Inspección y mantenimiento controlados	Hasta 96 por ciento; con promedio de 77 por ciento	\$14,000 a \$50,000 para la detección y medición de fugas; \$39,000 a \$78,000 para reparaciones	\$58,000 a \$164,000/año por planta de gas

Esta publicación es una de la serie de resúmenes de Lecciones Aprendidas preparados por EPA en colaboración con la industria de gas natural que tratan acerca de las aplicaciones superiores del Programa de Mejores Prácticas Administrativas (BMP, por sus siglas en inglés) de Natural Gas STAR y Oportunidades Identificadas por los Participantes (PRO, por sus siglas en inglés).

Introducción

Las emisiones escondidas de las fugas de equipo representan más del 80 por ciento de las pérdidas anuales de gas natural de las plantas procesadoras de gas y las estaciones de refuerzo. Las emisiones de ventilaciones continuas, equipo de combustión y sistemas de antorcha contribuyen al 20 por ciento restante de las pérdidas de gas y emisiones de metano. Los participantes de Natural Gas STAR han demostrado que el programa de inspección y mantenimiento controlados puede eliminar de manera rentable hasta el 96 por ciento de las pérdidas de gas y un 80 por ciento correspondiente de las emisiones de metano de las fugas de equipo. Este estudio de Lecciones Aprendidas describe las prácticas y tecnologías que pueden usarse para implementar exitosamente un programa DI&M.

Antecedentes tecnológicos

Los programas DI&M comienzan con una inspección básica global en la cual se evalúan los componentes de equipo para identificar los que tienen fugas. Las tasas de emisiones masivas de los componentes con fugas se miden, se calculan los costos de reparación y el plazo de recuperación de la inversión de cada fuga. Tanto los datos de la fuga como del costo de reparación se obtienen de la inspección básica y se usan después para guiar las inspecciones subsiguientes, lo que permite al operador concentrarse en los componentes que son más propensos a tener fugas y que es rentable reparar.

Las secciones siguientes describen varias técnicas de detección y medición de fugas que pueden emplearse como parte del programa DI&M en las plantas procesadoras de gas y las estaciones de refuerzo.

Técnicas de detección de fugas

La detección de fugas en un programa DI&M puede incluir todos los componentes en una inspección básica global, o puede concentrarse solamente en los componentes de la planta procesadora de gas propensos a tener fugas de metano importantes. Pueden usarse varias técnicas de detección de fugas:

- ★ La **detección con burbujas de jabón** es un método rápido, fácil y económico para detectar fugas. La detección con burbujas de jabón consiste de rociar una solución jabonosa en los componentes pequeños y accesibles como las uniones roscadas, las conexiones de tubería, los tapones y las bridas. El jabón es eficaz para ubicar las conexiones y accesorios flojos, los cuales pueden apretarse de inmediato para reparar la fuga, y para una revisión rápida del ajuste de la reparación. Muchas fuentes de emisión de metano, cuya localización, medición y reparación es rentable, son generalmente más grandes que las pequeñas fugas que pueden encontrarse con el jabón. Sin embargo, debido a que la detección con jabón es rápida y de costo insignificante, puede incorporarse con facilidad a los procedimientos de mantenimiento de rutina.
- ★ La **detección electrónica** se realiza usando unos pequeños detectores de mano o dispositivos "de olfateo" que son otra manera rápida y cómoda de detectar las fugas accesibles. Los detectores electrónicos de gas tienen sensores catalíticos diseñados para detectar la presencia de gases específicos.

Dependiendo de la sensibilidad del instrumento, puede ser difícil la detección de fugas en áreas con concentraciones elevadas de gas de hidrocarburo en el ambiente. Los detectores electrónicos de gas pueden usarse en aberturas grandes que no pueden detectarse con jabón.

- ★ Los **analizadores de vapor orgánico (OVA, por sus siglas en inglés)** y los **analizadores de vapor tóxico (TVA, por sus siglas en inglés)** son detectores portátiles de hidrocarburo que pueden usarse también para cuantificar fugas. Un analizador OVA es un detector de ionización de llama (FID, por sus siglas en inglés), el cual mide la concentración de los vapores orgánicos en una gama de 9 a 10,000 partes por millón (ppm). Los analizadores TVA son una combinación de ambos analizadores, el FID y el detector de fotoionización (PID, por sus siglas en inglés) y puede medir los vapores orgánicos a concentraciones superiores a 10,000 ppm. El Cuadro 1 muestra un analizador TVA típico, que consiste en una sonda sujeta a un instrumento analítico portátil. Los analizadores TVA y OVA miden las concentraciones de metano en el área circundante a una fuga.

La detección se hace colocando la entrada de la sonda en la abertura en donde ocurre la fuga. Las mediciones de concentración se observan al mover la sonda lentamente a lo largo de la interfaz o la abertura, hasta que se obtenga la lectura de la concentración máxima. La concentración máxima se registra como el valor de detección de la fuga. Las detecciones con analizadores TVA son algo lentas, se realizan en 40 componentes por hora aproximadamente, y los instrumentos requieren calibrarse con frecuencia. En instalaciones más grandes, los analizadores TVA se usan comúnmente para detectar fugas de compuestos orgánicos volátiles (VOC), así que estos instrumentos pueden estar disponibles para las fugas de metano.

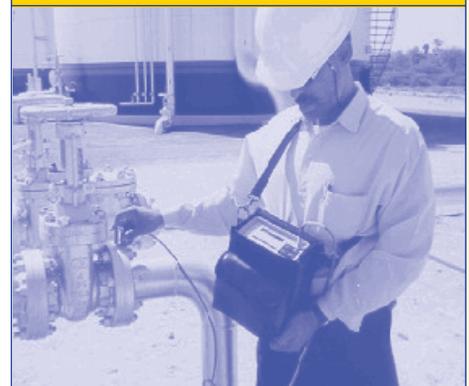
- ★ La **detección acústica de fugas** usa dispositivos portátiles acústicos de detección diseñados para detectar la señal acústica que ocurre cuando escapan gases presurizados a través de un orificio. Un gas se mueve de un ambiente de alta presión a uno de baja presión a través de la abertura de la fuga, el flujo de torbellino produce una señal acústica, la cual detecta el sensor o la sonda manual, y la lee como

Cuadro 1: Analizador de vapor tóxico



Fuente: Thermo Environmental Instruments Inc.

Cuadro 2: Detección acústica de una fuga



Fuente: Physical Acoustics Corp.

incrementos de intensidad en el medidor. Aunque los detectores acústicos no miden las tasas de fuga, sí ofrecen una indicación relativa del tamaño de la fuga; una señal de alta intensidad o “fuerte” corresponde a una tasa más alta de fuga. Los dispositivos acústicos de detección están diseñados para detectar señales de frecuencias altas o frecuencias bajas.

La *detección acústica de alta frecuencia* se aplica mejor en entornos ruidosos en donde los componentes con fugas están accesibles al sensor de mano. Como se muestra en el Cuadro 2, el sensor acústico se coloca directamente en el orificio del equipo para detectar la señal. Los sensores acústicos son particularmente útiles para detectar las fugas de las válvulas en donde no está accesible la ventila de la tubería, como en las válvulas de purga y los dispositivos de alivio de presión conectados a pilas de ventilas elevadas. Alternativamente, la *detección ultrasónica de fugas* es un método acústico que detecta las señales ultrasónicas en el aire en una gama de frecuencia de 20 kHz a 100 kHz. Los detectores ultrasónicos están equipados con una sonda acústica manual que se orienta desde lejos a la fuente potencial de fuga. La detección de ultrasonido es direccional, lo que hace posible identificar la ubicación de las fugas a distancias mayores de 100 pies. Aunque la detección de ultrasonido puede ser sensible al ruido del entorno, esta técnica es útil para identificar las fugas de gas en componentes de equipo que no están accesibles.

Técnicas de medición de fugas

Un componente importante de un programa DI&M es la medición de la tasa de emisiones en masa o volumen de las fugas identificadas, de manera que se asigne personal y recursos solamente a las fugas importantes que sea rentable reparar. Hay cuatro técnicas de medición que se usan comúnmente:

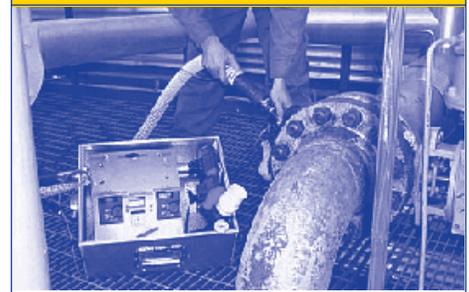
- ★ **Analizadores de vapor tóxico (TVA):** pueden usarse para calcular la tasa de fuga en masa. Las mediciones de concentración de ppm se convierten a cálculos de emisiones masivas mediante ecuaciones de correlación. Un problema importante con los analizadores de vapor tóxico para la medición de fugas de metano es que las ecuaciones de correlación generalmente no son específicas a un lugar. Las tasas de fugas en masa que se predicen mediante las ecuaciones de correlación de TVA han demostrado que se desvían de las tasas de fugas reales hasta por tres a cuatro órdenes de magnitud. De igual manera, un estudio realizado en colaboración por los participantes de Natural Gas STAR, EPA, Gas Research Institute (GRI—actualmente GTI, Gas Technology Institute) y American Gas Association (AGA) ha descubierto que los umbrales de concentración medidos de los analizadores de vapores tóxicos, o válvulas de “cierre”, como de 10,000 ppm o 100,000 ppm, no son eficaces para determinar las fugas de metano cuya reparación es rentable. Debido a que el uso de ecuaciones de correlación general de los analizadores de vapores tóxicos puede aumentar la imprecisión de la medición, será más eficaz que se desarrollen y usen correlaciones específicas al lugar para determinar las tasas reales de fuga.

★ **Técnicas de embolsado:** son usadas comúnmente para medir las emisiones en masa de las fugas de equipo. El componente con fuga o la abertura de la fuga se encierra en una “bolsa” o tienda. Un gas portador inerte como el nitrógeno se transporta a través de la bolsa a una tasa de flujo conocida. Una vez que el gas portador entra en equilibrio, la muestra de gas se recoge de la bolsa y la concentración de metano de la muestra se mide. La tasa de emisiones en masa se calcula a partir de la concentración de metano medida de la muestra de la bolsa y la tasa del flujo del gas portador. El proceso de medición de la tasa de fuga usando las técnicas de embolsado es bastante precisa (dentro de ± 10 a 15 por ciento), pero lenta (solo dos o tres muestras por hora). Aunque las técnicas de embolsado son útiles para la medición directa de fugas más grandes, podría no ser posible realizar el embolsado en los componentes de equipo que estén inaccesibles, tengan una forma poco usual o sean demasiado grandes.

★ **Muestras de alto volumen:** capturan todas las emisiones de los componentes con fugas para cuantificar con precisión las tasas de emisión de fuga. El Cuadro 3 muestra la medición de fugas usando un muestreador de alto volumen. Se succionan al instrumento las emisiones de fuga, más una muestra de gran volumen del aire que rodea el componente con fuga, a través de la manguera de absorción de muestreo. Los muestreadores de alto volumen están equipados con detectores dobles de hidrocarburos que miden la concentración de gas de hidrocarburo en la muestra capturada, así como la concentración de gas de hidrocarburo del entorno. Las mediciones de las muestras se corrigen para la concentración del hidrocarburo del entorno, y la tasa de fuga en masa se calcula multiplicando la tasa de flujo de la muestra medida por la diferencia entre la concentración del gas del entorno y la concentración del gas de la muestra medida. Las emisiones de metano se obtienen al calibrar los detectores de hidrocarburo a una gama de concentraciones de metano en el aire.

Los muestreadores de alto volumen están equipados con aditamentos especiales diseñados a garantizar la captura completa de las emisiones y a prevenir la interferencia con otras fuentes de emisión cercanas. Los muestreadores de alto volumen miden las tasas de fuga de hasta 8 pies cúbicos por minuto (scfm), una tasa equivalente a 11.5 mil pies cúbicos (Mcf) al día. Las tasas de fugas mayores a 8 scfm deben medirse usando técnicas de embolsado o medidores de flujo. Dos operadores pueden medir 30 componentes por hora usando un muestreador de alto volumen, en comparación con dos o tres mediciones por hora usando las técnicas de embolsado.

Cuadro 3: Medición de la fuga usando un muestreador de alto volumen



Fuente: Oil & Gas Journal, 21 de mayo de 2001

- ★ Los **rotámetros** y otros medidores de flujo se usan para medir fugas sumamente grandes que agobiarian a otros instrumentos. Los medidores de flujo generalmente canalizan el flujo de gas de una fuente de fuga a través de un tubo calibrado. El flujo levanta un flotador dentro del tubo, indicando la tasa de fuga. Debido a que los rotámetros son voluminosos, estos instrumentos funcionan mejor en líneas de extremo abierto y sellos de compresor, en donde el flujo entero puede canalizarse a través del medidor. Los rotámetros y otros dispositivos de medición de flujo pueden complementar las inspecciones hechas usando analizadores TVA, muestreadores de alto volumen o embolsado.

El Cuadro 4 resume la aplicación y el uso, la eficacia y el costo aproximado de la detección de fugas y las técnicas de medición descritas anteriormente.

Cuadro 4: Técnicas de detección y medición			
Instrumento/Técnica	Aplicación y uso	Eficacia	Costo aproximado de capital
Solución jabonosa	Fuentes de puntos pequeños, como conectores	Solamente detección	Menos de \$1,000
Detectores electrónicos de gas	Bridas, ventilas, huecos grandes y líneas de extremo abierto.	Solamente detección	Menos de \$1,000
Detectores acústicos/ Detectores ultrasónicos	Todos los componentes. Fugas más grandes, gas presurizado y componentes inaccesibles.	Solamente detección	\$1,000-\$2,000 (depende de la sensibilidad y el tamaño de los instrumentos y del equipo relacionado)
TVA (detector de ionización de llama)	Todos los componentes.	Es mejor para detección solamente. La medición requiere correlaciones del tamaño de fuga del lugar específicamente.	Menos de \$10,000 (depende de la sensibilidad o tamaño del instrumento)
Embolsado	Componentes más accesibles.	Solamente medición; gran consumo de tiempo.	Menos de \$10,000 (depende del costo de análisis de las muestras)
Muestreador de alto volumen	Componentes más accesibles (tasa de fuga <11.5 Mcfd).	Detección y medición.	> \$10,000
Rotámetro	Fugas demasiado grandes	Medición solamente.	Menos de \$1,000

Proceso de decisión

El programa de inspección y mantenimiento controlados (DI&M) se lleva a cabo en cuatro pasos: (1) llevar a cabo una inspección básica; (2) registrar los resultados e identificar a los componentes que sería rentable reparar; (3) analizar los datos, hacer las reparaciones y calcular los ahorros de metano; y (4) preparar un plan de inspecciones futuras y vigilancia de seguimiento del equipo con tendencias a tener fugas.

Paso 1: Llevar a cabo una inspección básica. El programa DI&M por lo general comienza con una detección básica para identificar los componentes que tienen fugas. Cuando se localizan los componentes con fugas, se obtienen mediciones precisas de la tasa de fuga usando técnicas de embolsado, un muestreador de alto volumen o inspecciones de analizadores de vapor tóxico (TVA) que tienen correlaciones de concentración específicas del lugar. Los participantes han descubierto que la medición de fugas con un muestreador de alto volumen es económica, rápida y precisa.

Antes de realizar una inspección básica, los operadores de la planta de gas podrían no tener conteos precisos de los componentes del equipo. Los cálculos iniciales de los componentes del equipo han demostrado estar 40 por ciento más bajos que las cuentas de los componentes reales preparados durante la inspección básica. El número de componentes del equipo depende del tamaño y la complejidad de las instalaciones. Las detecciones básicas de fugas realizadas por EPA y GRI en cuatro plantas procesadoras de gas encontraron que los conteos físicos de los componentes fluctuaban desde aproximadamente 14,200 componentes en las instalaciones más pequeñas hasta más de 56,400 componentes en las instalaciones más grandes estudiadas.

El costo para realizar la detección básica usando un muestreador de alto volumen es aproximadamente de \$1.00 por componente, o aproximadamente \$15,000 a \$20,000 por una planta de gas de tamaño mediano (en el año 2000). Los participantes han descubierto que el costo de las inspecciones de seguimiento en un programa DI&M es 25 por ciento a 40 por ciento menor que las inspecciones iniciales. Las inspecciones subsiguientes se concentran en los componentes que son más propicios a tener fugas y que es rentable reparar. Para algunos componentes de las plantas de gas, la detección y medición de fugas puede lograrse mejor durante el programa de inspección y mantenimiento controlados programado regularmente. Para otros componentes, la detección de fugas sencilla y rápida puede realizarse sin problemas durante los procedimientos en curso de operación y mantenimiento de rutina. Algunos operadores capacitan al personal de mantenimiento para realizar las inspecciones de fugas, mientras que otros contratan consultores externos para realizar la inspección básica.

Regla general

Costo de la inspección básica inicial = \$1.00 por componente

Paso 2: Registrar los resultados e identificar a los componentes que sería rentable reparar. Las mediciones de fuga recolectadas en el Paso 1 deben evaluarse para determinar los componentes de la planta con fugas que será rentable reparar. Las fugas se colocan en orden de prioridad comparando el valor del gas natural perdido con el costo calculado para piezas, mano de obra y equipo paralizados para reparar la fuga. Algunas fugas pueden repararse en el acto con simplemente apretar la conexión. Otras reparaciones son más complicadas y requieren la paralización de equipo o piezas nuevas. Para estas reparaciones, los operadores pueden elegir colocar marcas de identificación, para que las fugas se reparen posteriormente si el

costo justifica la reparación. Algunas fugas grandes pueden descubrirse en el equipo programado normalmente para recibir mantenimiento de rutina en cuyo caso el programa de mantenimiento puede adelantarse para reparar la fuga sin costos adicionales.

Pasos para tomar la decisión de realizar el programa de inspección y mantenimiento controlados

1. Llevar a cabo una inspección básica.
2. Registrar los resultados e identificar los componentes para reparación.
3. Analizar los datos y calcular los ahorros.
4. Preparar un plan para las siguientes inspecciones y mantenimientos controlados.

Conforme se descubren y miden las fugas, los operadores deben registrar los datos básicos de la fuga de manera que las inspecciones futuras puedan concentrarse en los componentes con fugas más significativas. Deben realizarse las reparaciones sencillas en el acto, tan pronto como se descubren las fugas. Otras fugas pueden marcarse con etiquetas para repararse más adelante. Puede realizarse un seguimiento de los resultados de la inspección del programa DI&M mediante cualquier método o formato que sea conveniente. La información que los operadores de la planta pueden elegir recolectar incluye:

- ★ Un identificador para cada componente con fugas.
- ★ El tipo del componente (por ejemplo, válvula de 3" de purga de la línea de extremo abierto [OEL]).
- ★ La tasa de fuga medida.
- ★ Los datos de la inspección.
- ★ La pérdida anual de gas calculada.
- ★ El costo de reparación calculado.

Esta información servirá para dirigir inspecciones de emisiones más adelante, establecerá prioridades en reparaciones futuras y registrará los ahorros de metano y la rentabilidad del programa de inspección y mantenimiento controlados (DI&M).

Las inspecciones básicas realizadas en más de 100,000 componentes del equipo en cuatro plantas procesadoras de gas administradas por participantes descubrieron que solamente el 3 por ciento de los componentes del equipo tenían fugas. Sin embargo, estos componentes con fugas contribuyeron en un 82 por ciento a las emisiones totales de metano de las cuatro plantas, un total de más de 265 millones de pies cúbicos (MMcf) por año. Los resultados indican que los componentes que están sujetos a vibración, alto uso o ciclos de temperatura son más propicios a tener fugas.

El Cuadro 5 muestra un promedio de las emisiones de metano medidas provenientes de los componentes con fugas del equipo de la planta de gas, así como el costo promedio de reparación de fugas para los distintos componentes. El Cuadro 5 puede usarse para identificar qué fugas del equipo de la planta de gas es más rentable localizar y reparar. Por ejemplo, muchas de las fugas más grandes pueden asociarse con los compresores, pero estas fugas tienden a ser más costosas de reparar. Por otro lado, los conectores con fugas son económicos de reparar. El Cuadro 5 sugiere que otros componentes de equipo como las bridas, las válvulas y las líneas de extremo abierto pueden ofrecer oportunidades más rentables para reducir las emisiones escondidas.

Paso 3: Análisis de datos y cálculo de ahorros. Al comparar el costo calculado de la reparación a la tasa medida de fuga, puede hacerse una determinación para

Cuadro 5: Factores promedio de emisiones de metano y costo de reparación para componentes selectos de plantas procesadoras de gas

Descripción del componente	Equipo de una planta de gas que no incluye compresor (Mcf/año/componente)	Compresor de pistón (Mcf/año/componente)	Compresor centrífugo (Mcf/año/componente)	Costo promedio de reparación (\$)
Línea de extremo abierto (OEL) de purga de compresor	—	1,417	2,887	\$5,000
Línea de extremo abierto (OEL) de arranque	—	1,341	1,341	—
Línea de extremo abierto (OEL) de purga del lugar	742	—	—	\$75
Otra línea de extremo abierto (OEL)	43	—	—	\$65
Sello del compresor	—	1,440	485	\$2,000
Válvula	25	—	—	\$130
Válvula de alivio de presión	3.9	308	—	\$150
Cubierta de la válvula del cilindro; válvula de combustible	—	127	63.4	\$125
Conexión	6.7	—	—	\$25
Brida	88.2	89.7	115	\$150

Fuente: Los factores de emisiones de metano representan el promedio ponderado de las emisiones escondidas medidas reportadas en dos estudios: U.S. EPA, Gas Research Institute (actualmente Gas Technology Institute), y Radian Intl., 1996, *Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volumen 8: Estudio Equipment Leaks*; and Gas Technology Institute and Clearstone Engineering, 2002, *Identification and Evaluation of Opportunities to Reduce Methane Losses at Four Gas Processing Plants*. Repair cost data are in 2000 dollars from GTI/Clearstone study.

Nota: Los factores de emisiones de metano se ajustan para contar el porcentaje promedio de volumen del gas natural, el cual es 87 por ciento. De igual manera, los factores de emisión también se ajustan para contar el 11 por ciento de los compresores que están dirigidos a una antorcha, más la fracción de los compresores que no usan arranque con gas natural.

saber si es rentable reparar la fuga. Las reparaciones rentables son una parte vital del éxito de los programas DI&M porque los mayores ahorros se logran al seleccionar las fugas cuya reparación será rentable.

Una inspección de fugas en el equipo y los costos calculados de reparación en las cuatro plantas de gas encontró que para tener un plazo de recuperación de la inversión de 6 meses o menos, fue rentable reparar el 78 por ciento de los componentes con fugas. Además, el 92 por ciento de las reparaciones de fugas recuperaron la inversión en menos de 1 año, y el 94.5 por ciento de las fugas recuperaron la inversión en menos de 4 años.

El Cuadro 6 ofrece un ejemplo de los ahorros de gas posibles reparando las 10 fugas más grandes en una sola planta de gas. Este cuadro ilustra el cálculo sencillo que debe hacerse en cada fuga medida para determinar qué fugas será rentable reparar.

Cuadro 6: Ejemplo de los ahorros potenciales de gas al reparar las diez fugas más grandes en una sola planta procesadora de gas

Descripción del componente	Ahorros de gas (Mcf/año)	Valor del gas ahorrado a \$3.00/Mcf (\$/año)	Costo de reparación (\$)	Plazo de recuperación de la inversión
Llave de macho (con fuga en la parte inferior del cuerpo de la válvula)	4,214	\$12,642	\$200	5-6 días
Unión en la línea de gas combustible	4,052	\$12,156	\$100	3-4 días
Conexión roscada	3,482	\$10,446	\$10	Inmediatamente
Llave de macho en línea de antorcha	3,030	\$9,090	\$200	8 días
Gobernador	2,572	\$7,716	\$200	10 días
Pieza de distancia en el cilindro recompresor	2,550	\$7,650	\$2,000	3 meses
Línea de extremo abierto	2,320	\$6,960	\$60	3-4 días
Unión en la línea de gas combustible	2,204	\$6,612	\$100	5-6 días
Sellos de compresor	1,928	\$5,784	\$2,000	4 meses
Válvula de compuerta	1,576	\$4,728	\$60	4-5 días
Total	27,928	\$83,784	\$4,930	21 días

Los participantes de Natural Gas STAR han encontrado que una manera eficaz de analizar los resultados de la inspección básica es creando una tabla que indique todas las fugas, con el costo de reparación, los ahorros de gas calculados y la expectativa de duración de la reparación. Usando esta información, el criterio económico como el valor neto presente o el plazo de recuperación de la inversión puede calcularse con facilidad en cada reparación de fuga. Los participantes después pueden decidir qué componentes con fugas será económico reparar.

Los Cuadros 7 y 8 ilustran el tipo de análisis que puede realizarse para determinar la rentabilidad relativa de un programa de inspección y mantenimiento controlados (DI&M) en tipos selectos de componentes de plantas de gas. Los datos del costo, los conteos de componentes y los factores promedio de emisiones de componentes se basan en los datos obtenidos en un estudio piloto de un programa de inspección y mantenimiento controlados de cuatro plantas procesadoras de gas. El Cuadro 7 ilustra la base del costo de la inspección básica inicial y la reparación de conectores con fugas, válvulas de alivio de presión, líneas de extremo abierto (OEL) y otras válvulas. El Cuadro 8 usa las bases de costo mostradas en el Cuadro 7 para el análisis económico del programa DI&M para componentes selectos de equipo.

Cuadro 7: Base del costo para el análisis de flujo de efectivo de un programa DI&M en componentes selectos de una planta procesadora de gas

Tipo de componente		Número de componentes por planta de gas	Costo calculado de la inspección	Supone 3% de fugas	Costo calculado de reparación (\$/comp.)	Costo total de reparación	Costo total para detectar y reparar
Conexiones	Relacionadas con el compresor	2135	\$2,135	64	\$5	\$320	\$2,455
	No relacionadas con el compresor	7664	\$7,664	230	\$—	\$0	\$7,664
	Total de conexiones	9799	\$9,799	294			\$10,119
Válvula de alivio de presión	Relacionada con el compresor	13	\$13	1	\$150	\$150	\$163
	No relacionadas con el compresor	48	\$48	1	\$150	\$150	\$198
	Total de la válvula de alivio de presión	61	\$61	2			\$361
Línea de extremo abierto (OEL)	Línea de extremo abierto de purga del compresor	15	\$15	1	\$5,000	\$5,000	\$5,015
	Línea de extremo abierto del arranque del compresor	15	\$15	1	\$1,000	\$1,000	\$1,015
	Línea de extremo abierto de purga del lugar	1	\$1	1	\$75	\$75	\$76
	Other OEL— Non-Compressor Related	171	\$171	5	\$65	\$325	\$496
	Otra línea de extremo abierto – no relacionada con el compresor	202	\$202	8			\$6,602
Otras válvulas	Relacionada con el compresor	309	\$309	9	\$175	\$1,575	\$1,884
	No relacionadas con el compresor	1825	\$1,825	55	\$130	\$7,150	\$8,975
	Total de válvulas	2134	\$2,134	64			\$10,859
Supuestos: Datos del costo y conteos de componentes del estudio 2000 GTI/Clearstone. El costo por reparaciones no relacionadas con conexiones del compresor supone que la reparación se realizó en el acto apretando la conexión.							

El Cuadro 8 muestra que el programa de inspección y mantenimiento controlados (DI&M) es más rentable en los componentes como las líneas de extremo abierto y las válvulas de alivio de presión relacionadas con el compresor. Estos componentes son relativamente fáciles de encontrar, detectar y medir, y tienen el potencial de brindar ahorros importantes de gas. También puede ser rentable reparar las conexiones relacionadas con el compresor y las que no lo están. Sin embargo, los beneficios potenciales económicos de estos componentes podrían ser restringidos debido a las tasas promedio de las fugas pequeñas y al costo más alto de “encontrar y reparar” asociado con un gran número de conexiones. Los beneficios económicos se maximizan cuando pueden realizarse reparaciones “en el acto”, como apretar un accesorio flojo. Para “otras válvulas”, los beneficios de un programa DI&M dependen del tamaño de la fuga, el ahorro potencial de gas y el costo de reparación. El Cuadro 8 sugiere que el programa DI&M es rentable en las válvulas con fugas asociadas con los compresores, pero que puede no serlo en otras válvulas con tasas promedio de

fuga más pequeñas, a menos que la inspección de fugas y las reparaciones puedan incorporarse en los procedimientos de mantenimiento de rutina.

Cuadro 8: Ejemplo del análisis económico de un programa DI&M para componentes selectos de plantas procesadoras de gas									
Tipo de componente		Costo total para detectar y reparar	Ahorros de gas (Mcf/comp./año)	Ahorros totales anuales de gas (Mcf)	Valor del gas ahorrado (\$3.00/Mcf)	Flujo de efectivo el año 1	Flujo de efectivo el año 2	NPV	Plazo de recuperación de la inversión (años)
Conexiones	Relacionadas con el compresor	\$2,455	6.7	429	\$1,287	(\$1,168)	\$1,287	\$2	1.9
	No relacionadas con el compresor	\$7,664	6.7	1,540	\$4,621	(\$3,043)	\$4,621	\$1,053	1.6
	Total de conexiones	\$10,119	6.7	1,970	\$5,909	(\$4,210)	\$5,909	\$1,056	1.7
Válvula de alivio de presión	Relacionadas con el compresor	\$163	308	308	\$924	\$761	\$924	\$1,455	0.2
	No relacionadas con el compresor	\$198	3.9	4	\$12	(\$186)	\$12	(\$160)	16.9
	Total de la válvula de alivio de presión	\$361		312	\$936	\$575	\$936	\$1,296	0.4
Línea de extremo abierto (OEL)	Línea de extremo abierto de purga del compresor	\$5,015	2,152	2,152	\$6,456	\$1,441	\$6,456	\$6,646	0.8
	Línea de extremo abierto del arranque del compresor	\$1,015	1,341	1,341	\$4,023	\$3,008	\$4,023	\$6,059	0.3
	Línea de extremo abierto de purga del lugar	\$76	742	742	\$2,226	\$2,150	\$2,226	\$3,794	0.3
	Otra línea de extremo abierto – no relacionada con el compresor	\$496	43	215	\$645	\$149	645	\$669	0.8
	Total de línea de extremo abierto	\$6,602		4,450	\$13,350	\$6,748	\$13,350	\$17,168	0.5
Otras válvulas	Relacionadas con el compresor	\$1,884	95	855	\$2,565	\$681	\$2,565	\$2,739	0.7
	No relacionadas con el compresor	\$8,975	25	1,375	\$4,125	(\$4,850)	\$4,125	(\$1,000)	2.2
	Total de válvulas	\$10,859		2,230	\$6,690	(\$4,169)	\$6,690	\$1,739	1.6
Supuestos: La vida promedio de la reparación es de dos años. Los datos de emisión representan las emisiones promedio ponderadas de los componentes del estudio de EPA/GRI/Radian y GTI/Clearstone. Tasa de descuento de NPV = 10%.									

Paso 4: Desarrollo de un plan para los programas de inspección y mantenimiento controlados (DI&M) futuros. El último paso del programa DI&M es desarrollar un plan de inspección que use los resultados de la inspección inicial básica para dirigir las prácticas de inspección y mantenimiento futuros. Un plan eficaz de inspección de un programa DI&M debe incluir los siguientes elementos:

- ★ Una lista de los componentes a evaluar y probar, así como los componentes de equipo que se excluirán de la inspección.
- ★ Las herramientas de detección y medición de fugas y los procedimientos para la recolección, el registro y la evaluación de los datos del programa DI&M.
- ★ Un programa para la detección y la medición de fugas.
- ★ Directrices económicas para la reparación de fugas.
- ★ Los resultados y los análisis de las inspecciones y los mantenimientos anteriores, los cuales dirigirán la siguiente inspección DI&M.

Los operadores deben diseñar un programa de inspecciones DI&M que logre la mayor rentabilidad de ahorro de metano y a la vez se ajuste a las características y operaciones únicas de las instalaciones. Algunos participantes programan las inspecciones DI&M de acuerdo con la vida calculada de las reparaciones hechas durante la inspección previa. Otros participantes basan la frecuencia de las inspecciones siguientes en los ciclos de mantenimiento de la compañía o la disponibilidad de los recursos. Ya que los programas DI&M son flexibles, si las inspecciones subsiguientes muestran numerosas fugas grandes o recurrentes, el operador puede aumentar la frecuencia de las inspecciones de seguimiento de DI&M. La inspección de seguimiento puede concentrarse en los componentes reparados durante las inspecciones anteriores, o en las clases de los componentes identificados como más propensos a tener fugas. Con el tiempo, los operadores pueden continuar refinando la magnitud y la frecuencia de las inspecciones conforme vayan apareciendo patrones de fugas.

Ahorros calculados

Los ahorros potenciales de gas por la implementación del programa DI&M variarán dependiendo de la edad y el tamaño de las instalaciones, el número y los tipos de componentes incluidos en el programa y las características de operación de las instalaciones. Los participantes de Natural Gas STAR han descubierto que el gasto inicial de la inspección básica se recupera rápidamente con los ahorros de gas. A continuación hay dos ejemplos de ahorros potenciales con el programa DI&M. El primer ejemplo es un estudio piloto de EPA/GTI que examinó cuatro plantas de gas, y el segundo estudio es uno que llevó a cabo el participante de Natural Gas STAR, Dynegy Inc.

Estudio piloto de un programa DI&M en cuatro plantas procesadoras de gas

Se seleccionaron cuatro plantas de gas operadas por participantes para participar en el estudio piloto de EPA/GTI de prácticas de inspección y mantenimiento controladas. Las instalaciones tenían entre 20 y 50 años. La producción de la planta fluctuó de 60 a 210 MMcfd. La detección de fugas se realizó con jabón y detectores portátiles de gas de hidrocarburos. Los componentes con fugas se marcaron con etiquetas y las tasas de fuga se midieron con un muestreador de gas de alto volumen. El Cuadro 9 muestra el volumen calculado de pérdida de gas natural anualmente por emisiones escondidas y los ahorros potenciales si estas cuatro plantas implementan un programa DI&M. Algunos de los descubrimientos clave del estudio fueron:

- ★ El costo de la inspección básica inicial en cada planta piloto se calculó en \$1.00 por componente aproximadamente, o \$15,000 a \$20,000 por planta de gas.
- ★ Las válvulas, los conectores, los sellos de compresores y las líneas de extremo abierto contribuyeron a la mayoría de las emisiones escondidas de metano.
- ★ Menos del 3 por ciento de los componentes tuvieron fugas.
- ★ De todas las fugas identificadas en las plantas individuales, la reparación de 50 a 96 era rentable.
- ★ Los costos de reparación fluctuaron desde insignificante hasta \$5,000 dependiendo del tipo de componente y el origen de la reparación. Se calculó que la mayoría de las reparaciones tenía una duración de dos años.

Cuadro 9: Estudio piloto del cálculo de los ahorros potenciales con el programa DI&M en cuatro plantas procesadoras de gas

Lugar	Emisiones escondidas del lugar (Mcf/d)	Volumen anual de pérdida de gas (Mcf/año)	Valor del gas perdido a \$3/Mcf (\$/año)	% de emisiones cuya reparación es rentable	Costo de la inspección básica (\$)	Costo total de reparación (\$)	Ahorros netos de \$3/Mcf (\$/año)
1	123	44,895	\$134,685	90%	\$16,050	\$44,725	\$60,442
2	207	75,555	\$226,665	95%	\$14,424	\$39,300	\$161,608
3	352	128,480	\$385,440	50%	\$56,463	\$77,900	\$58,357
4	211	77,015	\$231,045	96%	\$14,168	\$43,450	\$164,185
Total	893	325,945	\$977,835	77%	\$101,105	\$205,375	\$444,592

Estudio Dynegy

El participante de Natural Gas STAR, Dynegy Inc., realizó un estudio piloto del programa de inspección y mantenimiento controlados (DI&M) en dos plantas procesadoras de gas. Ambas plantas son grandes (con una producción de gas mayor de 50 MMscfd) y 35 años de edad aproximadamente. Una planta procesa gas no sulfuroso; la otra es una instalación procesadora de gas sulfuroso. La detección de fugas se realizó usando la prueba de burbujas de jabón, detectores portátiles de hidrocarburo y detectores de ultrasonido. La medición de fugas se realizó usando un muestreador de alto volumen, y mediciones de embolsado y rotámetro para las tasas de fuga que sobrepasaban el límite superior del muestreador de alto volumen. Se identificaron las oportunidades rentables para reducir las emisiones de metano en cada fuga identificada comparando el costo de la reparación o del reemplazo de equipo con el valor del gas que se ahorraría en un año. El cuadro 10 resume los resultados de este estudio.

Lecciones aprendidas

Cuadro 10: Experiencia de un participante – Estudio piloto del programa DI&M de Dynegy	
Costo de la inspección inicial básica	\$35,000 (\$15,000–\$20,000 por planta)
Componentes totales estudiados en las dos plantas	30,208
Componentes totales con fugas	1,156 (3.8%)
% de componentes con fugas que se repararon	80% en una instalación, 90% en la otra
Reducciones totales de emisiones de metano al año	100,000 Mcf/año
Ahorros anuales (a \$3/Mcf)	\$300,000/año
Inspecciones de seguimiento planeadas (basadas en la duración de las reparaciones del equipo)	Una vez cada 3 años.

El programa de inspección y mantenimiento controlados (DI&M) es una práctica de administración probada para la reducción económica de las emisiones de metano. La implementación reciente de un programa DI&M en cuatro plantas procesadoras de gas administradas por un participante indica que los programas DI&M tienen el potencial de reducir considerablemente las emisiones de metano en el sector de procesamiento de gas. Las principales lecciones aprendidas de los participantes de Natural Gas STAR son:

- ★ El costo de la inspección inicial básica puede recuperarse de los ahorros de gas durante el primer año. El costo de las inspecciones subsiguientes puede reducirse concentrando los esfuerzos de la inspección en los componentes que se hayan identificado mediante estudios previos como los más propensos a tener fugas.
- ★ Los participantes calculan que el costo de las inspecciones de seguimiento será 25 a 40 por ciento menor ya que las inspecciones subsiguientes se concentrarán solamente en los componentes del equipo que sea más propenso a tener fugas y más rentable para que se repare.
- ★ No hay dos plantas procesadoras de gas que sean iguales. Las oportunidades para tener ahorros rentables de gas variarán en gran medida dependiendo de factores como la antigüedad y el tamaño de las instalaciones, los tipos de los componentes de la planta y el tiempo de operación desde que se realizó el último mantenimiento mayor a la planta.
- ★ Una combinación de dispositivos de detección y medición pueden usarse para obtener datos precisos de fugas. Un muestreador de alto volumen es una herramienta útil para identificar y cuantificar las fugas.
- ★ El programa DI&M debe concentrarse en cinco categorías de componentes de equipo que contribuyen a la mayoría de las pérdidas de metano: válvulas de bloque, válvulas de control, conectores, sellos de compresor y líneas de extremo abierto.
- ★ De ser posible, los participantes deben reparar primero las fugas más graves. Por lo general solamente unos cuantos componentes con fugas son los responsables de la mayoría de las emisiones escondidas de metano.
- ★ Los costos de reparación en los componentes como válvulas, bridas, conexiones y líneas de extremo abierto probablemente se determinarán según el tamaño del componente, y las reparaciones de los componentes grandes costarán más que las reparaciones de los componentes pequeños.

- ★ La reparación de las fugas menores puede incorporarse en las prácticas regulares de mantenimiento. Las reparaciones que requieren el cierre del sistema pueden realizarse durante el siguiente corte programado.
- ★ Establezca un paso de “reparación rápida” que implique hacer las reparaciones sencillas de problemas simples (por ejemplo, el empaçado flojo del vástago, una válvula sin cerrar completamente) durante el proceso de inspección.
- ★ La detección o medición de los componentes con fugas después de hacer las reparaciones confirma la eficacia de la reparación. La detección con burbujas de jabón es una manera fácil de verificar la eficacia de la reparación. Las mediciones posteriores a la reparación con un muestreador de alto volumen permiten que se cuantifiquen y registren los ahorros de gas.
- ★ Registre las reducciones de emisiones de metano de cada planta procesadora de gas y/o estación de refuerzo e incluya las reducciones anuales en los informes del Programa de Natural Gas STAR.

Nota: La información de costo provista en este documento se basa en cálculos para Estados Unidos. Los costos de equipo, mano de obra y el valor del gas variarán dependiendo del lugar, y podrían ser mayores o menores que en los Estados Unidos. La información sobre costo presentada en este documento solamente debe usarse como guía al determinar si las tecnologías y las prácticas son convenientes económicamente para sus operaciones.

Referencias

Ananthakrishna, S. and Henderson, C., 2002, Cost-effective Emissions Reductions Through Leak Detection, and Repair, *Hydrocarbon Processing*, mayo de 2002.

Clearstone Engineering, 2002, *Identification and Evaluation of Opportunities to Reduce Methane Losses at Four Gas Processing Plants*, internal report prepared under U.S. EPA Grant No. 827754-01-0 for Gas Technology Institute, Des Plaines, IL.

Connolly, Jan, Toxic Vapor Analyzers, contacto personal.

Frederick, J., Phillips, M., Smith, G.R., Henderson, C., Carlisle, B., 2000, Reducing Methane Emissions Through Cost-Effective Management Practices, *Oil & Gas Journal*, 28 de agosto de 2000.

Gas Technology Institute (anteriormente the Gas Research Institute), contacto personal.

Henderson, Carolyn, U.S. EPA Natural Gas STAR Program, contacto personal.

Henderson, C., Panek, J., Smith, M., Picard, D., 2001, Gas-Plant Tests Reveal Cost-Effective Inspection and Maintenance Practices, *Oil & Gas Journal*, 21 de mayo de 2001.

Howard, Touché, Indaco Air Quality Services, Inc., contacto personal.

McMillan, L.W. and Henderson, C., 1999, Cost-Effectively Reduce Emissions for Natural Gas Processing, *Hydrocarbon Processing*, octubre de 1999.

Mohr, Gary, UE Systems Inc., contacto personal.

Phillips, M. and Lott, R., 1999, Emissions Reductions Can Be Cost-Effective, *Pipeline and Gas Journal*, octubre de 1999.

Radian International, 1996, *Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volumen 2, Technical Report*, Report No. GRI-94/0257.1, Gas Technology Institute (anteriormente Gas Research Institute), Chicago, IL.

Radian International, 1996, *Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volumen 8, Equipment Leaks*, Report No. GRI-94/0257.1, Gas Technology Institute (anteriormente Gas Research Institute), Chicago, IL.

Tamutus, Terry, Physical Acoustics Corporation, contacto personal.

Tingley, Kevin, U.S. EPA Natural Gas STAR Program, contacto personal.



Agencia de Protección del Medio
Ambiente de los Estados Unidos
Aire y Radiación (6202J)
1200 Pennsylvania Ave., NW
Washington, DC 20460

EPA430-B-03-018S
Octubre de 2003